



Parque Eólico Cañadón León
Santa Cruz, Argentina

ANUNCIO DE RESULTADOS

4° Trimestre 2021

YPF
LUZ

YPF Luz alcanzó un EBITDA de USD 321 millones en 2021, 42,3% más que en 2020

Buenos Aires, 2 de marzo de 2022 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para el cuarto trimestre de 2022 terminado el 31 de diciembre de 2021.

Principales Métricas

Resultado Financiero y Operativo¹ (cifras no auditadas)

	4T21	4T20	Var. a/a	12M21	12M20	Var. a/a
Ingresos (k USD)	110.451	86.372	27,9%	441.463	301.481	46,4%
EBITDA ajustado (k USD) ²	80.068	79.837	0,3%	318.133	230.339	38,1%
EBITDA (k USD)	79.965	77.944	2,6%	320.846	225.462	42,3%
Margen EBITDA (%)	72,4%	90,2%	(19,8)%	72,7%	74,8%	(2,8)%
Resultado del Período (k USD)	51.343	23.813	115,6%	64.988	83.456	(22,1)%
Inversiones (k USD)	15.085	25.407	(40,6)%	138.625	226.155	(38,7)%
Capacidad Instalada EoP ³ (MW)	2.483	2.249	10,4%	2.483	2.249	10,4%
Energía Vendida (GWh) ⁴	2.608	2.310	12,9%	9.989	7.431	34,4%
Energía Térmica	2.289	2.041	12,2%	8.786	6.749	30,2%
Energía Renovable	319	269	18,3%	1.202	682	76,3%
Producción de Vapor (k tn.)	716	434	64,8%	2.604	1.687	54,3%
Disponibilidad Energía Térmica	87,3%	86,7%	0,7%	83,2%	87,0%	(4,4)%
Factor de Carga Energía Renovable ⁵	50,7%	54,8%	(7,5)%	54,4%	58,2%	(6,7)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5; 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD; 3T21: 97,0 ARS/USD; 4T21: 100,4 ARS/USD.

2. La reconciliación del EBITDA ajustado se encuentra en la página 6 del reporte.

3. Incluye la participación indirecta en CDS del 30% y las participaciones indirectas en CTMB, CTSM y VOSA del 0,14%, 0,13% y 1,92%, respectivamente.

4. No incluye la energía vendida en CDS

5. Ponderado por la capacidad instalada (MW) de los parques eólicos.

- La venta total de energía fue 9.989 GWh, 34,4% mayor que en 2020.
- La venta de vapor durante 2021 aumentó 54,3% comparado con 2020, alcanzando 2.604 mil toneladas.
- La venta de energía renovable fue 1.202 GWh, 76,3% mayor que el año anterior.
- Los ingresos fueron de USD 441 millones, 46,4% mayor que en 2020.
- En 2021 el EBITDA alcanzó USD 321 millones, 42,3% más que el año anterior.
- Al cierre del año 2021 la capacidad instalada de la Compañía alcanzó los 2.483 MW, 10,4% mayor al 2020.

CALL DE RESULTADOS 4T21

Conference Call

3 de marzo de 2021 9 a.m. (US EST) | 11 a.m. (hora Bs. As.)

Desde Argentina: +5411 3984-5677

Desde Estados Unidos: +1 (844) 204-8586

Desde otros países: +1 (412) 317-6346

Conference ID: YPF LUZ

Webcast: <https://bit.ly/34J5DxT>

Contacto de Relación con Inversores

Martín Taraciuk

Teléfono: +54911 3811-4385

Emails:

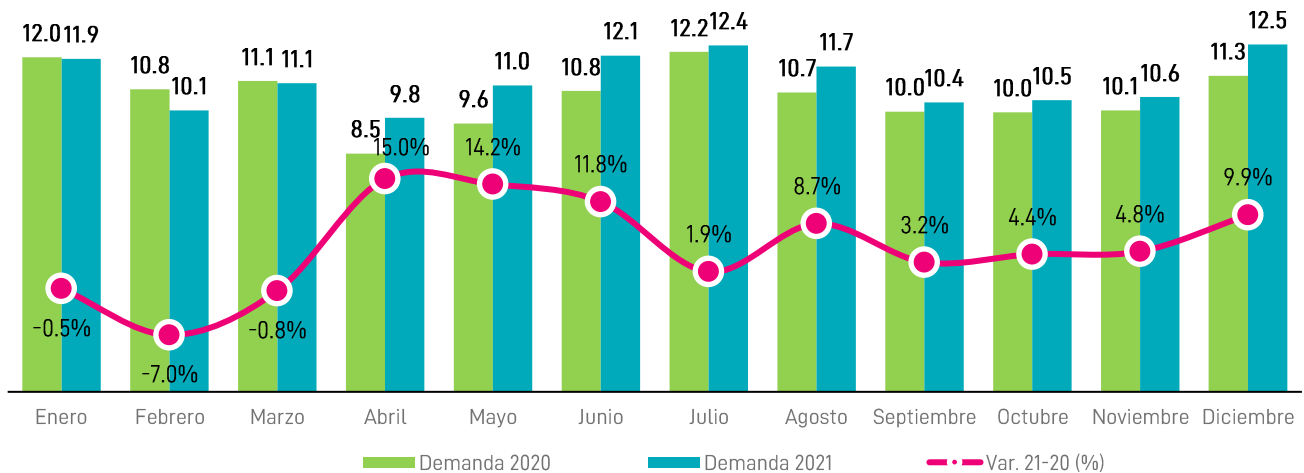
martin.h.taraciuk@ypf.com
Inversores.ypfee@ypf.com

Web: ypfluz.com/RI

Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Durante 2021 la demanda de energía eléctrica alcanzó los 133.872 GWh¹. Esto significó un aumento de 5,2% respecto al mismo período de 2020 (127.307 GWh) impulsado, fundamentalmente, por incremento de la demanda industrial como consecuencia de la recuperación de la actividad económica después del efecto de la pandemia en 2020. Este crecimiento se concentró principalmente en el 2T21 (+ 13,6% respecto al 2T20), dado que el Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio limitó fuertemente la actividad productiva durante el 2T20. Durante el 4T21 la demanda creció 6,5%, con crecimiento en los 3 segmentos (residencial, comercial e industrial), debido a mayores temperaturas y a la reactivación de la actividad industrial y comercial.

Demanda de Energía (TWh)



Fuente: CAMMESA

Por un lado, la demanda de distribución, que incluye a los grandes usuarios bajo el distribuidor (GUDIs) representó en 4T21 un 82,8% de la demanda total del sistema, y creció 7,3% en 4T21 respecto al 4T20 (+3,6% en 12M21 vs. 12M20). La demanda residencial (14.828 GWh) presentó en 4T21 una suba del 5,8% (+1,3% en 12M21 vs. 12M20), principalmente por mayores temperaturas en comparación con el mismo trimestre del año anterior. La demanda comercial (9.530 GWh) creció un 7% respecto a 4T20 (+4,4% en 12M21 vs. 12M20), superando incluso a la demanda del 4T19 en 1,2%. La demanda de los grandes usuarios de la distribuidora (3.341 GWh) creció un 15,2% respecto al 4T20 y un 6,2% respecto al 4T19 (+9,7% en 12M21 vs. 12M20).

Por otro lado, los grandes usuarios del MEM (GUMA y GUME) que representaron el 17,2% del total de la demanda, aumentaron 7,1% en su consumo en 4T21 comparado al 4T20 (+12,9% en 12M21 vs. 12M20) como consecuencia de la recuperación económica respecto al cuarto trimestre 2020.

Al 31 de diciembre de 2021 Argentina alcanzó una potencia instalada de 42.989 MW, 2,5% mayor que en 2020. El 59,1% de la potencia instalada corresponde a fuentes de origen térmico, 25,2% a generación hidroeléctrica, 4,1% a centrales nucleares y 11,6% a fuentes de origen renovable no convencional (con un crecimiento del 25,1% respecto al 31 de diciembre 2020).

Durante 2021 se incorporaron al sistema 1.005 MW de origen renovable (668 MW eólicos, 301 MW solar, 17 MW de biogás, 17 MW de biomasa y 2 MW de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos correspondientes a proyectos adjudicados en las licitaciones de RenovAr y contratos del Mercado a Término de Energías Renovables) y 33 MW netos de origen térmico.

La generación en 2021 creció 5,7% frente al mismo período del año anterior, alcanzando 141.793 GWh. Durante 4T21, la generación creció 1,1% respecto a 4T20, alcanzando los 35.530 GWh. El mayor crecimiento en la generación

¹ De acuerdo a la última información disponible de CAMMESA, publicada en enero de 2022. Esta información no es definitiva y será revisada durante los próximos meses.

respecto a la demanda se debe principalmente a un incremento en las exportaciones y disminución de las importaciones respecto a 2020, generado como consecuencia de la sequía en el sur de Brasil.

Para completar la oferta energética, durante 2021 se importaron 819 GWh (43,7 GWh de Brasil, 147,7 GWh de Paraguay por necesidades locales de la Provincia de Misiones y 627,6 GWh de Uruguay), reduciéndose 32,0% las importaciones respecto a 2020. Por otro lado, se exportaron 3.849,8 GWh (3.794,8 GWh a Brasil y 55,0 GWh a Uruguay), aumentando 24,6% los volúmenes exportados respecto de 2020. Estas exportaciones representaron un ingreso neto en las cuentas de CAMMESA de aproximadamente USD 422 millones.

La generación térmica e hidroeléctrica fueron las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda durante 2021, con una participación del 63,3% y 17,0%, respectivamente. La generación hidroeléctrica cayó 17,1% respecto a 2020. Por los bajos caudales del río Paraná que contrajeron la generación de Yacretá 16,2% respecto a 2020, compensado por una leve suba del caudal del Río Uruguay que aumentó la generación de Salto Grande en 9,7% respecto a 2020. Adicionalmente, la salida de funcionamiento de Futaleufú hasta agosto 2021 y el bajo nivel de los embalses de los ríos del Comahue, también contribuyeron en la disminución de la generación hidroeléctrica de sus centrales en 27%. La energía nuclear representó un 7,2% de la generación de 2021, presentando una suba del 1,6% respecto al 2020.

Las ERNC alcanzaron 12,3% de la generación, aumentando 36,9% la energía generada respecto a 2020. La generación eólica es la principal fuente renovable del país (74,2%), seguida por la solar (12,6%), la hidroeléctrica renovable (6,7%) y los biocombustibles (6,5%). El factor de capacidad para cada tecnología fue de 47,3% para el eólico, 28,6% para el solar, 26,3% para las hidroeléctricas renovables y 100% para los biocombustibles.

El gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación, representando 82,2% del combustible total consumido por las centrales térmicas durante 2021 (85,3% durante el 4T21). El consumo alcanzó los 16.350 MMm³ o 44,8 MMm³/d representando un incremento del 0,4% respecto al año anterior (-8,7% en 4T21 vs. 4T20). La generación se complementó con un consumo promedio de 9,7 MMm³ de gas equivalente de combustibles líquidos y carbón (en 2020 el consumo promedio de combustibles líquidos y carbón había sido de 5,1 MMm³ de gas equivalente).

El costo medio de generación del sistema durante 2021 alcanzó 70,4 USD/MWh³ habiéndose incrementado 23,8% o 13,6 USD/MWh respecto al costo del año anterior.

El precio estacional² presentó en 4T21 sus valores mínimos en dólares promediando los 18,5 USD/MWh para residencial y 21,1 USD/MWh para no residencial (un promedio ponderado por la demanda de 19,5 USD/MWh). Durante 2021, estos valores alcanzaron un promedio de 19,6 USD/MWh para la demanda residencial y 22,3 USD/MWh para el no residencial. En consecuencia, el nivel de subsidios para esta demanda fue aproximadamente 70,2% para 4T21 (vs. 52,3% en 4T20) y 69,9% para 2021 (vs. 50,9% en 2020).

En el caso de los GUDI, en el 4T21 el precio fue 68,4 USD/MWh, lo que implicó un porcentaje de cobertura superior al 100%, dado el ajuste de tarifas de los GUDI, que aumentaron primero 35% a partir de febrero 2021 la Res. SE 131/2021, y luego fueron ajustadas nuevamente un 21%, en agosto, mediante la Res. SE 748/2021.

El subsidio total a la energía eléctrica (sin incluir transporte) representó 51,5% del costo del sistema en 4T21, siendo de aproximadamente USD 1.120 millones⁴. A su vez, el monto total de subsidio acumulado en 2021 fue de aproximadamente USD 5.000 millones, un 56,5% del costo total y 70,4% superior al mismo período del año anterior.

³ Precio medio mensual ponderado por la demanda de cada mes del trimestre. El costo medio no incluye costos de transporte.

² Contempla las tarifas de los usuarios residenciales y comerciales dentro de las distribuidoras con demandas menores a los 300 kW y se encuentra fijo en ARS desde abril 2019 a valores de la Resolución SEE N°14/2019

⁴ Estimaciones propias a partir de información de CAMMESA publicada en octubre de 2021. No se incluye el margen generado por la exportación de energía.

Novedades Regulatorias:

RESOLUCIÓN SE 984/2021:

Con fecha 21 de octubre, el Ministerio de Economía invitó a la licitación pública, en el marco del Plan GasAr, a los productores de gas operando en las cuencas Austral, Neuquina y del NOA, a presentar sus ofertas para abastecimiento mensual de gas natural en el período mayo 2022-diciembre 2024. El objetivo es contractualizar hasta 70 Mm³/día para los próximos años (teniendo en cuenta el volumen contratado en las dos rondas anteriores). Las ofertas fueron presentadas el 2 de noviembre y adjudicadas el 5 de noviembre.

RESOLUCIÓN SE 1036/2021:

Con fecha 29 de octubre, la Secretaría de Energía publicó sus Lineamientos para el Plan de Transición Energética a 2030. A través de un ejercicio de escenarios, se busca contar con una matriz energética que sea inclusiva, dinámica, estable, federal, soberana y sustentable.

El principal objetivo es el del autoabastecimiento energético utilizando los abundantes, disponibles y valiosos recursos con los que cuenta Argentina en sus cuencas on-shore y off-shore.

Para cumplir con estos objetivos y contribuir a la reducción de emisiones de GEI, se propusieron las siguientes líneas de acción:

- Eficiencia Energética;
- Energías limpias en GEI;
- Gasificación;
- Resiliencia del sistema eléctrico;
- Federalización del desarrollo energético;
- Estrategia Nacional para el Desarrollo de Hidrógeno

RESOLUCIÓN SE 1037/2021:

Con fecha 2 de noviembre, se creó la cuenta de exportaciones del fondo de estabilización del mercado eléctrico mayorista (MEM), que estará integrada por lo recaudado por CAMESA, correspondiente a los ingresos netos provenientes de las operaciones de exportación de energía eléctrica, cuyos fondos tendrán como destino específico el financiamiento de obras de infraestructura energética a ser definidas por la Secretaría de Energía.

Asimismo, con el fin de poder garantizar el abastecimiento de la energía adicional con fines de exportación y preservar la disponibilidad de los Agentes Generadores, se instrumentó una mejora transitoria en la remuneración de aquellos generadores alcanzados por la Resolución 440/2021, con excepción de los comprendidos en el Anexo IV de la referida medida.

RESOLUCIÓN SE 1026/2021:

Con fecha 18 de noviembre se establecieron mecanismos para regularizar el retraso en el cumplimiento de hitos contractuales que registran proyectos adjudicados en las Rondas 1, 1.5, 2 y 3 de RenovAr y suscriptos en la Res. N° 202/2016:

1. **Rescisión contractual:** aquellos que no hayan alcanzado la Fecha de Habilitación Comercial, podrán optar por solicitar la rescisión de su contrato a través del pago de una suma definida para cada tecnología (12.500 USD/MW para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, biogás o biomasa; 17.500 USD/MW para tecnología solar y eólica) que deberá abonarse por única vez.
2. **Reconducción contractual por prórroga:** aquellos que no hayan alcanzado la Fecha de Habilitación Comercial, podrán optar por solicitar una prórroga de hasta 365 días corridos para la Fecha Programada de Habilitación Comercial, suscribiendo una Adenda al PPA aceptando una reducción del Período de Abastecimiento (2 veces la cantidad de días transcurridos entre el COD original y el nuevo definido) y del Precio (s/fórmula que considera como precios de referencia a los adjudicados en la Ronda 2 de RenovAr), así como un incremento de Garantía de cumplimiento y cumplimiento del requisito de Componente Nacional.
3. **Reconducción contractual por reducción de la potencia:** La nueva potencia podrá ser una fracción de la Potencia Contratada, mantenimiento el precio, el período de vigencia del Contrato de Abastecimiento y las garantías constituidas.

EBITDA

EBITDA por activo¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	4T21	4T20	Var. a/a	12M21	12M20	Var. a/a
Complejo Tucumán	11.443	11.404	0,3%	35.992	52.131	(31,0)%
El Bracho TG + TV	31.697	32.363	(2,1)%	142.413	79.443	79,3%
Loma Campana Este	197	58	238,1%	633	762	(17,0)%
Loma Campana I	1.219	8.120	(85,0)%	4.284	18.209	(76,5)%
Loma Campana II	8.230	5.645	45,8%	27.279	31.068	(12,2)%
La Plata Cogeneración I	4.509	4.836	(6,8)%	16.768	17.294	(3,0)%
La Plata Cogeneración II	8.646	3.078	180,9%	33.796	3.078	997,9%
Motores Manantiales Behr	2.843	-	n.a.	8.556	-	n.a.
PE Manantiales Behr	7.621	8.414	(9,4)%	32.365	32.294	0,2%
PE Los Teros	8.756	7.983	9,7%	37.573	9.627	290,3%
PE Cañadón León	457	-	n.a.	457	-	n.a.
Subtotal	85.619	81.902	4,5%	340.117	243.907	39,4%
Corporación y eliminaciones ²	(5.654)	(3.958)	42,8%	(19.271)	(18.445)	4,5%
Total	79.965	77.944	2,6%	320.846	225.462	42,3%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5; 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD; 3T21: 97,0 ARS/USD; 4T21: 100,4 ARS/USD.

2 Incluye gastos corporativos.

Las ventas totales de la compañía alcanzaron USD 441 millones durante 2021, aumentando 46,4% comparado con 2020. Esto se explica por la entrada en operación de los nuevos proyectos que tuvieron COD a partir de 4T20 parcialmente compensado por: (i) un menor ingreso en dólares por las ventas de energía base por el efecto de la devaluación; (ii) la indisponibilidad de Loma Campana I y II por fallas operativas; y (iii) menor disponibilidad y volumen de energía vendida en el Complejo Generación Tucumán, principalmente en la central San Miguel de Tucumán por el mantenimiento programado que se realizó durante todo el 2T21.

Con respecto a los costos operativos (excluyendo amortizaciones y gastos de combustible), se registró un aumento del 7,4% en 2021 comparado con 2020, explicado por: (i) el incremento de sueldos y cargas sociales; (ii) el aumento en costos de mantenimiento y materiales; (iii) mayores gastos en seguros; los cuales fueron parcialmente compensados por menores gastos en impuestos y menores gastos de contrataciones de obra. Este incremento de costos operativos se justifica en gran parte por el incremento de actividad dado por la entrada en operación de nuevos activos.

En consecuencia, el EBITDA de la compañía alcanzó USD 321 millones en 2021, 42,3% mayor que en 2020.

El Complejo Generación Tucumán disminuyó su EBITDA 31% en 2021 comparado con el mismo período del año anterior, como consecuencia de menor disponibilidad y energía vendida, explicada principalmente por el mantenimiento programado en la central San Miguel de Tucumán, sumado al impacto de la devaluación por sobre el ajuste por inflación contemplado en el nuevo esquema de tarifas para Energía Base. Adicionalmente, se registraron mayores costos, principalmente por mayor consumo de repuestos y gastos de mantenimiento en comparación con el año anterior.

La Central Térmica El Bracho incrementó su EBITDA 79,3% durante 2021 comparado con 2020 principalmente por la entrada en funcionamiento de la nueva de turbina de vapor durante el 4T20, lo que a su vez incrementó el despacho de la turbina de gas. Adicionalmente, en 1T21 se cobraron USD 7,2 millones del seguro por hundimiento del barco que transportaba insumos para el proyecto y que demoró el inicio comercial del ciclo combinado.

Loma Campana Este redujo su EBITDA 17% en 2021 comparado con el año anterior explicado por una menor remuneración por potencia, parcialmente compensado por menores costos de mantenimiento y un mayor volumen real entregado.

En el caso de Loma Campana I su EBITDA disminuyó 76,5% en 2021, lo que se explica por las fallas en la unidad *supercore* que mantuvo a la central fuera de servicio durante aproximadamente 9 meses en 2021, sumado a que en el año 2020 se registraron ingresos por unas multas con el proveedor de la turbina por las fallas registradas en los años 2018 y 2019.

Loma Campana II tuvo una disminución del EBITDA del 12,2%. La falla que mantuvo a la planta fuera de servicio hasta el 24 de enero y salidas de servicio durante 3T21 y 4T21, sumado al menor despacho por las condiciones de mercado afectaron negativamente los resultados. A su vez, durante 1T20 se había registrado un ingreso por una multa con el proveedor de la turbina por las fallas registradas en los años 2018 y 2019.

La Plata Cogeneración I disminuyó su EBITDA 3% en 2021 comparado con 2020. Si bien, los ingresos se vieron afectados por una menor generación y disponibilidad como así también por el efecto devaluatorio sobre tarifas en pesos, la disminución se vio parcialmente compensada por: (i) un aumento en el precio del vapor como consecuencia del ajuste al precio por PPI estipulado en el contrato; (ii) el cambio de figura de auto generador a partir del 1 diciembre de 2021; y (iii) menores costos.

La Plata Cogeneración II registró un EBITDA de USD 33,8 millones en 2021, USD 30,7 millones mayor que el año anterior ya que la central comenzó a operar en octubre de 2020.

El Parque Eólico Manantiales Behr registró un EBITDA de USD 32,4 millones en 2021, en línea con el año anterior. Si bien la energía vendida estuvo 1,9% debajo del año anterior, esto se vio compensado por la venta de certificados de carbono y menores costos.

El Parque Eólico Los Teros (174 MW) registró un EBITDA de USD 37,6 millones en 2021, USD 27,9 millones mayor que el año anterior ya que Los Teros I (123 MW) comenzó a operar a partir septiembre del año 2020 y los Teros II (52 MW) a partir de mayo del año 2021.

Los nuevos proyectos de los Motores Manantiales Behr y el Parque Eólico Cañadón León, sumaron USD 9 millones al EBITDA en 2021.

Reconciliación del EBITDA ajustado¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	4T21	4T20	Var. a/a	12M21	12M20	Var. a/a
EBITDA	79.965	77.944	2,6%	320.846	225.462	42,3%
Resultado por participación en negocios conjuntos	103	1.893	(94,6)%	(2.713)	4.877	n.a.
EBITDA ajustado	80.068	79.837	0,3%	318.133	230.339	38,1%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5; 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD; 3T21: 97,0 ARS/USD; 4T21: 100,4 ARS/USD.

Operaciones y Ventas

En la siguiente tabla se muestra la capacidad instalada por planta y total de la Compañía:

Capacidad Instalada (MW) (cifras no auditadas)			
	4T21	4T20	Var. a/a
Central Tucumán	447	447	-
San Miguel de Tucumán	382	382	-
El Bracho TG	274	274	-
El Bracho TV	199	199	-
Loma Campana Este	17	17	-
Loma Campana I	105	105	-
Loma Campana II	107	107	-
La Plata Cogeneración I	128	128	-
La Plata Cogeneración II	90	89	1,1%
Motores Manantiales Behr	58	-	n.a.
Central Dock Sud ¹	279	279	-
Total Energía Térmica	2.086	2.027	2,9%
PE Manantiales Behr	99	99	-
PE Los Teros I	123	123	-
PE Los Teros II	52	-	n.a.
PE Cañadón León	123	-	n.a.
Total Energía Renovable	397	222	78,8%
Total	2.483	2.249	10,4%

¹. Incluye la participación indirecta en CDS del 30% y las participaciones indirectas en CTMB, CTSM y VOSA del 0,14%, 0,13% y 1,92%, respectivamente.

En las siguientes dos tablas se observan las unidades vendidas por central en GWh, MW-mes y en miles de toneladas de vapor según corresponda:

Datos Operativos Despacho (cifras no auditadas)							
	Unidad	4T21	4T20	Var. a/a	12M21	12M20	Var. a/a
Complejo Tucumán	GWh	851,0	914,3	(6,9)%	3.239,2	4.021,8	(19,5)%
El Bracho TG	GWh	468,4	379,5	23,4%	1.988,8	479,6	314,7%
El Bracho TV	GWh	338,3	182,2	85,6%	1.403,1	182,2	670,0%
Loma Campana Este	GWh	15,5	11,4	36,4%	50,5	42,0	20,4%
Loma Campana I	GWh	22,9	218,4	(89,5)%	200,0	628,9	(68,2)%
Loma Campana II	GWh	167,7	102,5	63,6%	347,6	514,8	(32,5)%
La Plata Cogeneración I	GWh	203,8	227,4	(10,4)%	798,5	874,6	(8,7)%
	k Tn	331,2	434,4	(23,7)%	1.459,0	1.687,3	(13,5)%
La Plata Cogeneración II	GWh	139,9	4,9	2747,5%	577,4	4,9	11652,1%
	k Tn	384,8	-	n.a.	1.145,1	-	n.a.
Motores Manantiales Behr	GWh	81,5	-	n.a.	181,3	-	n.a.
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	127,7	129,3	(1,3)%	508,4	518,1	(1,9)%
Parque Eólico Los Teros	GWh	171,3	140,1	22,3%	674,3	163,8	311,7%
Parque Eólico Cañadón León	GWh	19,6	-	n.a.	19,6	-	n.a.
Total	GWh	2.607,6	2.310,1	12,9%	9.988,8	7.430,8	34,4%
	k Tn	716,0	434,4	64,8%	2.604,2	1.687,3	54,3%
Central Dock Sud	GWh	1.346,5	1.374,3	(2,0)%	5.278,6	4.446,9	18,7%

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)

	Unidad	4T21	4T20	Var. a/a	12M21	12M20	Var. a/a
Complejo Tucumán ¹	MW-mes	770,6	745,9	3,3%	676,8	718,7	(5,8)%
El Bracho TG	MW-mes	246,0	252,2	(2,5)%	249,8	257,2	(2,9)%
El Bracho TV	MW-mes	183,6	126,1	45,6%	190,3	31,5	503,4%
Loma Campana Este	MW-mes	8,0	5,0	60,0%	6,1	9,1	(33,0)%
Loma Campana I	MW-mes	10,4	98,9	(89,5)%	22,7	71,7	(68,4)%
Loma Campana II	MW-mes	94,6	74,0	27,8%	91,5	96,8	(5,5)%
La Plata Cogeneración I ¹	MW-mes	99,7	110,3	(9,6)%	98,1	107,9	(9,1)%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	72,0	7,4	873,6%	77,3	1,8	4084,8%
Motores Manantiales Behr	MW-mes	55,5	0,0	n.a.	47,1	0,0	n.a.
Total	MW-mes	1.540,3	1.419,8	8,5%	1.459,7	1.294,8	12,7%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	714,8	767,4	(6,9)%	725,4	643,8	12,7%

1. No incluye pérdida de disponibilidad remunerada por factor de uso.

En la siguiente tabla se observa la disponibilidad comercial de energía térmica por central:

Factor de Disponibilidad Comercial Energía Térmica¹ (%) (cifras no auditadas)

	4T21	4T20	Var. a/a	12M21	12M20	Var. a/a
Complejo Tucumán ³	92,9%	90,0%	3,3%	81,6%	86,7%	(5,9)%
El Bracho TG	94,2%	96,5%	(2,5)%	95,6%	98,4%	(2,9)%
El Bracho TV	92,7%	95,6%	(2,9)%	96,1%	95,6%	0,6%
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	-	100,0%	100,0%	-
Loma Campana I	9,9%	94,2%	(89,5)%	21,6%	68,3%	(68,4)%
Loma Campana II	89,9%	70,3%	27,8%	87,0%	92,0%	(5,5)%
La Plata Cogeneración I ³	77,9%	86,2%	(9,6)%	76,6%	84,3%	(9,1)%
La Plata Cogeneración II ⁴	100,0%	10,3%	873,6%	103,3%	10,3%	905,8%
Motores Manantiales Behr ⁴	96,1%	0,0%	n.a.	98,8%	0,0%	n.a.
Total²	87,3%	86,7%	0,7%	83,2%	87,0%	(4,4)%
Central Dock Sud ³	82,2%	88,3%	(0,4)%	83,4%	74,0%	12,7%

1. Se calcula como la capacidad remunerada/capacidad contratada, excepto activos bajo esquema de remuneración de Energía Base, los cuales están calculados como capacidad remunerada/capacidad instalada. Es decir, no incluye derrateo ni afectación por condiciones de temperatura.

2. Ponderado por la capacidad contratada total exceptuando CDS por su participación del 30%, PEMB y PELT.

3. No incluye pérdida de disponibilidad remunerada por factor de uso.

4. El excedente de potencia por sobre la potencia contratada del PPA se comercializa bajo esquema de Energía Base.

En las siguientes dos tablas se detalla el desglose de ventas por contraparte y su ponderación:

Desglose de Ventas por Contraparte ¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	4T21	4T20	Var. a/a	12M21	12M20	Var. a/a
CAMMESA Res. N° 440/21	16.103	14.772	9,0%	59.634	72.587	(17,8)%
Ingreso por combustible y transporte	6.575	5.868	12,0%	32.165	23.706	35,7%
PPA con CAMMESA	52.142	34.941	49,2%	209.804	114.664	83,0%
PPA con YPF S.A.	26.018	20.855	24,8%	99.024	70.126	41,2%
PPA con otros privados	9.159	8.282	10,6%	37.826	15.977	136,8%
Subtotal	109.997	84.718	29,8%	438.453	297.060	47,6%
Otros ingresos por servicios	453	1.654	(72,6)%	3.010	4.420	(31,9)%
Total	110.450	86.372	27,9%	441.463	301.480	46,4%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5; 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD; 3T21: 97,0 ARS/USD; 4T21: 100,4 ARS/USD.

Desglose de Ventas por Contraparte (%) (cifras no auditadas)						
	4T21	4T20	Var. a/a	12M21	12M20	Var. a/a
CAMMESA Res. N° 440/21	14,6%	17,1%	(14,8)%	13,5%	24,1%	(43,9)%
Ingreso por combustible y transporte	6,0%	6,8%	(12,4)%	7,3%	7,9%	(7,3)%
PPA con CAMMESA	47,2%	40,5%	16,7%	47,5%	38,0%	25,0%
PPA con YPF S.A.	23,6%	24,1%	(2,4)%	22,4%	23,3%	(3,6)%
PPA con otros privados	8,3%	9,6%	(13,5)%	8,6%	5,3%	61,7%
Subtotal	99,6%	98,1%	1,5%	99,3%	98,5%	0,8%
Otros ingresos por servicios	0,4%	1,9%	(78,6)%	0,7%	1,5%	(53,5)%
Total	100,0%	100,0%	-	100,0%	100,0%	-

En la siguiente tabla se observa el factor de carga y disponibilidad por parque eólico:

Factor de Carga y Disponibilidad Comercial Energía Renovable (%)							
		4T21	4T20	Var. a/a	12M21	12M20	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga ¹	59,3%	60,5%	(1,9)%	59,9%	60,3%	(0,6)%
	Factor de disponibilidad	97,0%	99,4%	(2,4)%	97,0%	99,2%	(2,2)%
Parque Eólico Los Teros ²	Factor de carga ¹	45,8%	51,6%	(11,2)%	50,8%	51,6%	(1,6)%
	Factor de disponibilidad	91,5%	94,1%	(2,8)%	92,8%	94,1%	(1,4)%

1. Corresponde a la energía generada.

2. No incluye el mes de mayo 2021 de PELT II por escalonamiento de entrada en potencia durante el mes.

En la siguiente tabla se observa la capacidad instalada total en el Mercado a Término de Energía Renovable Argentino (MATER), la energía vendida en el MATER y la cuota de mercado en cuanto a capacidad instalada y energía vendida:

Mercado a Término de Energía Renovable (MATER)						
	4T21	4T20	Var. a/a	12M21	12M20	Var. a/a
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	-	-	-	852	751	13,4%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	904	843	7,2%	3.428	2.640	29,8%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	-	-	-	33%	29%	13,8%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	33%	32%	3,1%	35%	26%	34,6%

La disponibilidad comercial de generación térmica en 2021 para toda la compañía alcanzó 83,2%, 4,4% menor que en 2020. Sin embargo, la energía y el vapor entregado fue 33,7% y 54,3% superior al año anterior, respectivamente.

El Complejo Tucumán disminuyó 5,8% su disponibilidad comercial y 19,5% energía vendida del y en 2021; esta caída se explica principalmente por un mantenimiento programado en 1T21 y un menor requerimiento del sistema que afectó el despacho de la central.

La Central Térmica El Bracho incrementó significativamente su generación pasando de 662 GWh en 2020 a 3.392 GWh en 2021, gracias a la entrada en operación de la TV en 4T20, lo cual naturalmente incrementó la eficiencia de la planta favoreciendo su despacho. Por otro lado, la disponibilidad comercial de la TG disminuyó 2,9% ya que las mayores horas de operación reflejaron una mayor limitación en potencia en la TG según las temperaturas que se dieron en sitio versus su condición stand-by.

En cuanto a Loma Campana Este, su venta de potencia disminuyó 33% comparado con el año anterior como consecuencia de la menor potencia contratada por menor demanda total de la UTE Loma Campana. Sin embargo, la energía vendida aumentó 20,4% en 2021, por una mayor demanda real de la UTE comparada con el año anterior.

Con respecto a la Central Loma Campana I, tanto la disponibilidad comercial como la generación disminuyeron en 2021 68,4% y 68,2%, respectivamente, debido a dos fallas registradas en el *supercore* que mantuvieron a la máquina fuera de servicio por 118 días durante el primer semestre (de enero a mayo) y 160 días durante el segundo semestre (julio a diciembre). Esto fue parcialmente compensado por una falla registrada entre abril y julio 2020 que mantuvo a la máquina fuera de servicio. A la fecha de este informe la central se encuentra en servicio desde el 21 de diciembre de 2021.

Loma Campana II disminuyó en 2021 tanto su disponibilidad comercial como la generación en 5,5% y 32,5%, respectivamente, debido a una falla en el *supercore* que dejó fuera de operación a la máquina durante 24 días en 1T21 sumado a una salida de servicio de 4 días durante 3T21 y otra de 7 días en 4T21. Adicionalmente, condiciones de mercado de costo y cupo de gas limitaron su despacho mayormente durante el primer semestre de 2021. Por otro lado, en el 4T21 tanto la disponibilidad comercial como la generación aumentaron 27,8% y 63,6%, respectivamente, debido a que en 4T20 la máquina quedó fuera de servicio durante 24 días y a su vez hubo mayor despacho debido al incremento en la demanda.

La Plata Cogeneración I tuvo una disponibilidad 9,1% menor que en 2020 y al mismo tiempo tuvo una disminución de la energía y el vapor vendidos del 13,8% y 13,5%, respectivamente. Esto se debió a que la afectación en el agua de alimentación para producir vapor durante 2021 terminó impactando tanto en la energía, como en la disponibilidad y en la producción de vapor, ya que se priorizó el abastecimiento en LPCII para concluir los ensayos pendientes. Cabe reiterar que, a partir del 1 de diciembre de 2021, la central inició su operación bajo la figura de agente auto generador del MEM, abasteciendo el consumo de energía eléctrica de la planta del Complejo Industrial La Plata (CILP) de YPF.

El Parque Eólico Manantiales Behr registró en 2021 un factor de capacidad del 59,9%, prácticamente en línea con el año 2020. Al mismo tiempo, la energía vendida disminuyó 1,9% por mayores restricciones de despacho en la red de transmisión a la cual se encuentra vinculada el parque, dadas por el nuevo ingreso de generación en el área.

El Parque Eólico Los Teros tuvo un factor de carga del 50,8% durante 2021, 1,6% menor que el año anterior.

La participación de YPF Luz en el MATER en capacidad instalada alcanzó un 33% en 2021, aumentando 34,6% respecto a 2020. A su vez, la cuota de participación de YPF Luz en la energía vendida en 2021 alcanzó el 35%, lo que muestra el aprovechamiento del recurso natural junto con la eficiencia proveniente de la tecnología de vanguardia utilizada en nuestros parques eólicos por encima del promedio de los parques de energías renovables del país.

Central Dock Sud tuvo un aumento tanto en la disponibilidad comercial como en la energía vendida en 12,7% y 18,7%, respectivamente, durante 2021 debido a que se realizó un mantenimiento en el ciclo combinado seguido de una falla en la TG N°9 desde junio hasta mediados de julio de 2020.

CAPEX

Proyectos en Construcción

Planta	Ubicación	Capacidad		Contraparte	Tecnología	Fecha inicio operaciones (COD)	CAPEX estimado (MM USD)	Avance ¹ (%)
		Instalada (MW)						
Parque Solar Zonda	Provincia de San Juan	100		Privado	Solar	2T23	\$ 93	0%

1. Corresponde al grado de avance físico a cierre del mes de febrero del 2022.

Se inició la construcción del Parque Solar Zonda de 100 MW en la Provincia de San Juan, Departamento de Iglesia. En esta primera etapa se construirán 100 MW, la subestación del parque y la Línea de Alta Tensión que lo vinculara con el SADI (Sistema Argentino de Interconexión).

Esta primera etapa implica la instalación de 172.000 paneles solares sobre estructuras de seguimiento a un eje (E-O) que permitirán generar energía por más de 300GWh anuales para abastecer al Mercado de Termino (MATER). La obra se llevará a cabo en 14 meses y se espera que se encuentre despachando energía en el segundo trimestre de 2023. Dada la calidad del recurso esperado y la zona en la cual se desarrollará, este proyecto podría ampliarse a más de 300MW a desarrollarse en futuras etapas sujeto a la disponibilidad de transporte eléctrico en la zona.

Deuda

Deuda Financiera¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31.12.2021			31.12.2020			Var. a/a		
	Corp. + Restr. Subs. (a)	Unrestr. Subs. (b)	Consolidado (c)	Corp. + Restr. Subs. (a)	Unrestr. Subs. (b)	Consolidado (c)	Var. a/a (a)	Var. a/a (b)	Var. a/a (c)
Corto Plazo ²	185.070	7.196	192.266	343.212	3.087	346.299	(46,1)%	133,1%	(44,5)%
Largo Plazo ³	587.033	55.915	642.948	643.059	60.004	703.063	(8,7)%	(6,8)%	(8,6)%
Deuda Bruta	772.103	63.111	835.214	986.271	63.091	1.049.362	(21,7)%	0,0%	(20,4)%
Caja y Equivalentes ⁴	100.212	258	100.470	203.488	23.084	226.572	(50,8)%	(98,9)%	(55,7)%
Deuda Neta	671.891	62.853	734.744	782.783	40.007	822.790	(14,2)%	57,1%	(10,7)%
Adj. EBITDA LTM ⁵	318.641	(508)	318.133	231.116	(777)	230.339	37,9%	(34,6)%	38,1%
Deuda Neta/ Adj. EBITDA LTM	2,1x ⁶	N/D	2,31x	3,39x ⁶	N/D	3,57x	(37,7)%	n.a.	(35,3)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada periodo según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 31.12.2020: 84,1 ARS/USD; 31.12.2021: 102,6 ARS/USD.

2. Incluye al 31/12/2020 k 902 y al 31/12/21 USD k 69 y de otros pasivos financieros.

3. Incluye al 31/12/2020 k 2.747 y al 31/12/21 USD k 1.222 de pasivo por arrendamiento (nota 16 EE.FF.) y al 31/12/2020 k 71 de otros pasivos financieros.

4. Incluye al 31/12/2020 k 11.966 y al 31/12/21 USD k 3.666 de fideicomisos registrados en otros créditos (nota 12 de los EE.FF.).

5. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5; 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD; 3T21: 97,0 ARS/USD; 4T21: 100,4 ARS/USD.

6. Corresponde al ratio de apalancamiento relacionado con las obligaciones negociables.

A nivel consolidado, la caja y equivalentes a diciembre de 2021 disminuyó 50,8% comparado con el año anterior como consecuencia de los pagos de CAPEX para la finalización de los proyectos en 2021 y la cancelación de deuda y el pago de intereses, parcialmente compensado por el aumento del flujo de efectivo de las actividades operativas como resultado de la entrada en operación de los nuevos proyectos.

El ratio de deuda neta/EBITDA ajustado pasó de 3,4 en 2020 a 2,1 en 2021, disminuyendo 37,7%. Esto es como consecuencia de una disminución de la deuda neta del 14,2% y el aumento del EBITDA ajustado del 37,9% año contra año.

Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

Ambiental

	4T21	4T20	Var. a/a	12M21	12M20	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	319	269	18,3%	1.202	682	76,3%
ERNC/Total de energía generada ¹ (%)	12,2%	11,7%	4,8%	12,0%	9,2%	31,2%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ²	1.036.605	940.789	10,2%	3.924.010	3.063.857	28,1%
Intensidad emisiones GEI ³	0,324	0,355	(6,5)%	0,322	0,324	(5,6)%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ⁴	153.486	134.530	14,1%	602.884	343.484	75,5%
Extracción de agua (ktn) ²	2.834	1.897	49,4%	10.620	6.622	60,4%
Vertido total de efluente líquido (ktn) ²	640	613	4,4%	2.446	951	157,3%
Residuos (kg)	184	126	45,8%	368	261	40,7%

1. No incluye Central Dock Sud

2. Datos extraídos del reporte APA.

3. Se calcula como: emisiones GEI (tCO₂e)/energía eléctrica producida (MWh).

4. Datos calculados con la agencia EPA de Estados Unidos teniendo en cuenta la energía eléctrica producida por el PEMB y PELT en cada período.

En materia ambiental, la generación de energía renovable aumentó 76% en 2021 y el porcentaje de energías renovables sobre energía total generada aumentó 31% alcanzando 12% del total, logrando una reducción en la intensidad de emisiones GEI de 5,6%.

En la gestión de Recursos Humanos, en 2021 la compañía continuó invirtiendo en la formación de sus empleados, que se incrementó 2% respecto de 2020 y superó las 110 horas de capacitación por empleado.

Por la situación Covid 19, se actualizaron protocolos de prevención que permitieron continuar operaciones y asistencia a las oficinas. El Servicio Médico realizó 52 charlas de prevención durante 2021 con 2.160 participantes. Desarrollamos una App para el control epidemiológico y de vacunación de todos los empleados de la compañía.

Social

	4T21	4T20	Var. a/a	12M21	12M20	Var. a/a
Horas de formación de empleados	9.996	13.191	(24,2)%	38.400	37.483	2,4%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹	0,70	0,21	233,3%	0,38	0,19	100,0%
Horas de voluntariado	252	58	334,5%	331	175	89,1%

1. IFA= (accidentes computables por pérdidas de días x 10⁶)/horas hombre trabajadas

En noviembre 2021 YPF Luz obtuvo el Premio al mejor Reporte de Sustentabilidad 2020 de la Cámara Británica Argentina. En 2021 retomamos las actividades presenciales de inversión social con participación de nuestros voluntarios, incrementando 89% las horas de voluntariado. Implementamos capacitaciones de energías renovables, talleres para escuelas y el "Programa Plantamos por el Futuro", en el que participaron representantes de 15 municipios. Realizamos jornadas de huerta y una jornada de forestación de especies nativas en la Reserva Natural de Toyota con voluntarios de ambas compañías. En 2021, se retomaron visitas de alumnos y autoridades en los sitios.

Gobierno Corporativo

En 2021 se alcanzó un gran hito en el marco del Programa Integral de Compliance de YPF Luz: la Certificación Internacional ISO 37001:2016 (Sistema de Gestión Antisoborno) para el 100% de sus operaciones, sin no conformidades. En línea con ello, se realizaron entrenamientos de Prevención de Corrupción (Nivel 2 y 3), con foco en el cumplimiento de la normativa aplicable y en medidas de prevención y control. Continuamos con el programa de capacitaciones de Compliance para terceros críticos. Además, finalizamos el testeado de la Matriz de Riesgos y Controles Corporativa de la Compañía, para verificar su diseño y efectividad.

Hechos Relevantes del Período y Posteriores

Hechos Relevantes del Período

Habilitación Comercial del Parque Eólico Cañadón León

Con fecha 22 de diciembre de 2021 la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) terminó de otorgar la habilitación comercial en el MEM de los 29 aerogeneradores del Parque Eólico Cañadón León, provincia de Santa Cruz, por una capacidad instalada total de 122,67 MW.

Hechos Relevantes Posteriores

Emisión de Obligaciones Negociables Clase X (Bono Verde) y reapertura de la Clase IX

Con fecha 3 de febrero de 2021 la Compañía emitió las Obligaciones Negociables Clase X (bono verde) y reabrió la clase IX por un monto total de USD 74,7 millones bajo instrumentos dólar linked. La Clase X se emitió con vencimiento final a 10 años por un monto total de USD 63,9 millones, un cupón del 5% y amortización de capital semestral a partir de la segunda mitad del año 2027. La ON adicional Clase IX se emitió con vencimiento a 28 meses, con amortización de capital en febrero, mayo y agosto de 2024, por un monto total de USD 10,9 millones, un cupón del 3,5% y una tasa negativa del 0,26%.

Anexo: Balance¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31.12.2021	31.12.2020	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.682.582	1.631.232	3,1%
Activos intangibles	4.927	5.235	(5,9)%
Activos por derecho de uso	16.292	15.875	2,6%
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	71.450	64.371	11,0%
Otros créditos	3.528	42.082	(91,6)%
Activos por impuesto diferido	11.972	6.634	80,5%
Total del activo no corriente	1.790.751	1.765.429	1,4%
Activo corriente			
Otros créditos	36.019	42.109	(14,5)%
Créditos por ventas	109.329	108.059	1,2%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	9.208	44.510	(79,3)%
Efectivo y equivalentes de efectivo	87.596	170.096	(48,5)%
Total del activo corriente	242.152	364.774	(33,6)%
TOTAL DEL ACTIVO	2.032.903	2.130.203	(4,6)%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	81.972	100.083	(18,1)%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	841.624	742.211	13,4%
TOTAL DEL PATRIMONIO	923.596	842.294	9,7%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	3.008	1.578	90,6%
Pasivos por impuesto diferido, netos	130.584	122.948	6,2%
Pasivos por arrendamientos	10.362	10.258	1,0%
Préstamos	641.725	700.244	(8,4)%
Otros pasivos financieros	-	71	(100,0)%
Total del pasivo no corriente	785.679	835.099	(5,9)%
Pasivo corriente			
Cargas fiscales	2.016	1.578	27,8%
Impuesto a las ganancias a pagar	51.142	5.555	820,6%
Remuneraciones y cargas sociales	9.608	5.451	76,3%
Pasivos por arrendamientos	2.352	2.712	(13,3)%
Préstamos	192.197	345.397	(44,4)%
Otros pasivos financieros	69	902	(92,4)%
Cuentas por pagar	66.243	91.215	(27,4)%
Total del pasivo corriente	323.627	452.810	(28,5)%
TOTAL DEL PASIVO	1.109.306	1.287.909	(13,9)%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.032.903	2.130.203	(4,6)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada periodo según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 31.12.2020: 84,1 ARS/USD; 31.12.2021: 102,6 ARS/USD.

Anexo: Estado de Resultado Netos Consolidados¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	4T21	4T20	Var. a/a	12M21	12M20	Var. a/a
Ingresos	110.451	86.372	27,9%	441.463	301.481	46,4%
Costos de producción	(56.820)	(40.584)	40,0%	(210.759)	(140.772)	49,7%
Resultado bruto	53.631	45.788	17,1%	230.704	160.709	43,6%
Gastos de administración y comercialización	(6.617)	(7.642)	(13,4)%	(29.072)	(29.960)	(3,0)%
Otros resultados operativos, netos	5.456	17.855	(69,4)%	23.044	27.517	(16,3)%
Resultado operativo	52.470	56.001	(6,3)%	224.676	158.266	42,0%
Resultado por participación en negocios conjuntos	103	1.893	(94,6)%	(2.713)	4.877	n.a.
Resultados financieros, netos	(17.287)	(17.268)	0,1%	(71.195)	(26.155)	172,2%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	35.286	40.626	(13,1)%	150.768	136.988	10,1%
Impuesto a las ganancias	16.057	(16.813)	n.a.	(85.780)	(53.532)	60,2%
Resultado neto del período	51.343	23.813	115,6%	64.988	83.456	(22,1)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5; 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD; 3T21: 97,0 ARS/USD; 4T21: 100,4 ARS/USD.

Anexo: Estado de Flujo de Efectivo¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	4T21	4T20	Var. a/a	12M21	12M20	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado neto del período	51.343	23.813	115,6%	64.987	83.455	(22,1)%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:						
Resultados por participación en negocios conjuntos	(103)	(1.893)	(94,6)%	2.713	(4.877)	n.a.
Depreciación de propiedades, planta y equipo	27.084	20.822	30,1%	94.271	65.223	44,5%
Depreciación de activos por derecho de uso	345	1.121	(69,2)%	1.588	1.973	(19,5)%
Amortización de activos intangibles	66	-	n.a.	311	-	n.a.
Baja de propiedades, planta y equipo	(1.034)	93	n.a.	4.239	1.735	144,3%
Resultados financieros, netos	17.287	17.268	0,1%	71.195	26.156	172,2%
Movimiento de provisiones del pasivo	(2)	617	n.a.	153	973	(84,3)%
Cargo por impuesto a las ganancias	(16.057)	16.813	n.a.	85.780	55.323	55,1%
Cargo por impuesto a las ganancias relacionado con activos mantenidos para la venta	-	-	n.a.	-	(1.790)	100,0%
Desvalorización de materiales y repuestos	-	-	n.a.	786	-	n.a.
Dividendos cobrados	5.822	-	n.a.	5.822	5.550	4,9%
Cambios en activos y pasivos operativos:						
Créditos por ventas	22.630	(11.622)	n.a.	(21.138)	(4.780)	342,2%
Otros créditos	9.835	(17.626)	n.a.	4.464	(27.416)	n.a.
Cuentas por pagar	(26.655)	(20.518)	29,9%	(8.688)	(39.866)	(78,2)%
Remuneraciones y cargas sociales	3.415	1.108	208,2%	5.392	2.307	133,7%
Cargas fiscales	(6.254)	2.982	n.a.	(7.355)	7.007	n.a.
Activos y pasivos mantenidos para la venta	-	(6.207)	100,0%	-	(9.854)	100,0%
Pago de impuesto a las ganancias	-	-	n.a.	(7.897)	-	n.a.
Intereses cobrados	4.674	5.702	(18,0)%	12.729	11.485	10,8%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	92.396	32.473	184,5%	309.352	172.604	79,2%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(14.921)	(29.215)	(48,9)%	(138.377)	(174.887)	(20,9)%
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo relacionados con activos mantenidos para la venta	-	-	n.a.	-	(23.709)	100,0%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	(164)	3.808	n.a.	(248)	(26.998)	(99,1)%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo relacionados con activos mantenidos para la venta	-	-	n.a.	-	(561)	100,0%
Adquisición de activos financieros	-	-	n.a.	(4.865)	(115.262)	(95,8)%
Liquidación de activos financieros	-	-	n.a.	8.547	166.943	(94,9)%
Equivalente de efectivo restringidos	-	6	(100,0)%	35.333	(3.243)	n.a.
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(15.085)	(25.401)	(40,6)%	(99.610)	(177.717)	(44,0)%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	-	48.417	(100,0)%	414.718	137.955	200,6%
Préstamos obtenidos de activos mantenidos para la venta	-	-	n.a.	-	60.105	(100,0)%
Cancelación de préstamos	(63.501)	(33.645)	88,7%	(628.713)	(169.224)	271,5%
Pago de pasivos por arrendamientos	(638)	(742)	(14,0)%	(2.690)	(1.990)	35,2%
Pago de intereses y otros costos financieros	(5.842)	(9.758)	(40,1)%	(74.747)	(83.009)	(10,0)%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	(69.981)	4.272	n.a.	(291.432)	(56.163)	418,9%
(Disminución) Aumento neto del efectivo	7.330	11.344	(35,4)%	(81.690)	(61.276)	33,3%
Efecto traslación sobre los Estados Financieros	1.006	(4.790)	n.a.	(810)	(10.506)	(92,3)%
Reclasificación a activos mantenidos para su disposición	-	-	n.a.	-	(3.991)	100,0%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio ²	79.260	163.542	(51,5)%	170.096	245.869	(30,8)%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período²	87.596	170.096	(48,5)%	87.596	170.096	(48,5)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5; 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD; 3T21: 97,0 ARS/USD; 4T21: 100,4 ARS/USD.

2. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada período según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 31.12.2019: 59,8 ARS/USD; 30.09.2020: 76,1 ARS/USD; 31.12.2020: 84,1; 30.09.2021: 98,6 ARS/USD; 31.12.2021: 102,6 ARS/USD.

The background of the entire page is a teal color with a large, faint, stylized sunburst or gear-like pattern. The pattern consists of concentric arcs and segments that radiate from the center, creating a sense of motion and energy.

YPF
LUZ

YPFLUZ.COM/RI
inversores.ypfee@ypf.com